

Canacol Energy Ltd. Anuncia Aumento del 41% en Ventas de Gas y Aumento del 62% en Fondos Provenientes de Operaciones para el Año Fiscal 2018

CALGARY, ALBERTA – (Marzo 21, 2019) – Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar sus resultados financieros y operacionales para los tres meses y año terminado el 31 de diciembre de 2018. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: “El cuarto trimestre de 2018 fue otro trimestre exitoso para Canacol, ya que aumentamos las ventas contractuales realizadas de gas de la Corporación en 40% hasta 119.3 MMscfpd, en comparación con 85.2 MMscfpd durante el mismo periodo de 2017. Adicionalmente, nuestro precio promedio de venta de gas (neto de costos de transporte) permaneció fuerte en \$4.95/Mcf para el cuarto trimestre de 2018, el cual es mayor que el precio del tercer trimestre de 2018 (\$4.80/Mcf) y que nuestro guidance anterior (\$4.75/Mcf), también logramos un sólido netback de gas natural de \$3.92/Mcf durante el cuarto trimestre de 2018, el cual representa un margen superior al 79%. Nuestras sólidas ventas contractuales realizadas de gas y netback de gas natural durante el cuarto trimestre de 2018 generaron \$28.7 millones de fondos provenientes de operaciones (comparado con \$16.6 millones, un aumento del 73% respecto del cuarto trimestre de 2017) a pesar de una disminución del 73% en la producción de crudo en Colombia, debido a la venta de la mayoría de nuestros activos de crudo convencional.

Para el 2019, la Gerencia se mantiene enfocada en 1) completar la expansión de la facilidad de procesamiento de gas Jobo, la cual aumentará la capacidad de tratamiento de gas de niveles actuales de 200 MMscfpd a 330 MMscfpd antes de la finalización de la expansión del gasoducto de gas de Promigas, que está programada para ser completada el 1 de junio de 2019, la cual aumentará las ventas de gas a aproximadamente 215 MMscfpd desde nuestros niveles actuales de aproximadamente 130 MMscfpd; 2) la perforación de ocho pozos de exploración, de avanzada y de desarrollo en un programa continuo, apuntando a un reemplazo de reservas de más de 200%; y 3) la ejecución de un acuerdo definitivo para construir un nuevo gasoducto desde Jobo hacia Medellín o Cartagena/Barranquilla, aumentando así las ventas de gas de la Corporación en 100 MMscfpd adicionales en el 2021, para un nivel total de ventas mayor a 300 MMscfpd.”

Hechos destacados para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2018

(La producción es expresada en participación neta antes de regalías)

Los aspectos financieros y operacionales más relevantes de la Corporación incluyen:

- Como fue anunciado el 27 de febrero de 2019, las reservas 1P de gas natural convencional de la Corporación aumentaron 16% desde el 31 de diciembre de 2017, llegando a un total de 380 billones de pies cúbicos (“Bcf”) al 31 de diciembre de 2018 (reemplazo de reservas 1P del 226%). Las reservas 2P de gas natural de la Corporación aumentaron 11% desde el 31 de diciembre de 2017, llegando a un total de 559 Bcf al 31 de diciembre de 2018 (reemplazo de reservas del 232%);
- El costo de descubrimiento y desarrollo 1P (“costo F&D”) fue de \$0.55/Mcf y \$0.84/Mcf para el año y tres años terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente;
- El costo F&D 2P fue de \$0.32/Mcf y \$0.57/Mcf para el año y tres años terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente;
- La Corporación logró un coeficiente del reciclaje de retorno de 7x y 4.8x 1P para el año y tres años terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente;
- La Corporación logró un coeficiente del reciclaje de retorno de 12x y 7.1x 2P para el año y tres años terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente;

- Las ventas contractuales realizadas de gas aumentaron 40% y 41% a 119.3 MMscfpd y 113.3 MMscfpd para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente, comparado con 85.2 MMscfpd y 80.5 MMscfpd para los mismos periodos de 2017, respectivamente. Los volúmenes promedio de producción de gas aumentaron 40% y 43% a 116.6 MMscfpd y 112.1 MMscfpd para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente, comparado con 83 MMscfpd y 78.5 MMscfpd para los mismos periodos de 2017, respectivamente. Los aumentos se deben principalmente a un aumento en la producción de gas como resultado de ventas adicionales relacionadas con el completamiento de la línea de flujo Sabanas;
- Los ingresos totales de crudo y gas natural netos de regalías y costos de transporte para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2018 aumentaron 28% y 33% a \$50.7 millones y \$204.2 millones, respectivamente, comparado con \$39.8 millones y \$153.7 millones para los mismos periodos de 2017, respectivamente. Los aumentos son principalmente atribuibles al aumento en la producción de gas natural, compensado por la disminución en la producción de crudo debido a la venta de activos de crudo de la Corporación;
- Los fondos provenientes de las operaciones aumentaron 73% y 62% a \$28.7 millones y \$104.9 millones para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente, comparado con \$16.6 millones y \$64.9 millones para los mismos periodos de 2017, respectivamente;
- La Corporación registró un EBITDAX de \$33.4 millones y \$138.6 millones para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente, comparado con \$29.9 millones y \$126.1 millones para los mismos periodos de 2017, respectivamente;
- La Corporación registró una pérdida neta de \$16.3 millones y \$21.8 millones para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2018, comparado con una pérdida neta de \$150.3 millones y \$148 millones para los mismos periodos de 2017, respectivamente. Las pérdidas netas se debieron a cargos no monetarios tales como agotamiento y depreciación, gasto de remuneración basada en acciones y el gasto de impuesto de renta diferido;
- Los gastos de capital netos, para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$37.7 millones y \$127.6 millones, respectivamente. Los gastos de capital netos incluyeron costos no monetarios de \$1 millón y \$22.7 millones para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2017, respectivamente;
- Durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2018, la Corporación distribuyó \$20 millones a sus inversionistas como restitución de capital vía la distribución de 22,598,870 acciones ordinarias de Arrow Exploration Corp. (“Acciones Arrow”). A través de la restitución de capital, los accionistas registrados de Canacol recibieron 0.127 Acciones Arrow por cada acción ordinaria que poseían al 3 de octubre de 2018;
- Durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2018, la Corporación entró en un acuerdo de crédito por \$30 millones con Credit Suisse (la “Facilidad de Crédito 2018”). Una porción de los ingresos de la Facilidad de Crédito 2018, 24.2 millones, fue utilizada para comprar la facilidad de procesamiento de gas natural Jobo 2, anteriormente mantenida bajo un contrato de arrendamiento financiero. Los ingresos residuales contribuirán al completamiento de la expansión de la planta de gas natural Jobo 3; y
- Al 31 de diciembre de 2018, la Corporación tuvo \$51.6 millones en efectivo y \$4.2 millones en efectivo restringido.

Perspectiva

En el 2018, Canacol se convirtió en el principal explorador y productor de gas independiente de Colombia, segundo sólo en términos de producción de gas después de Ecopetrol, la compañía de crudo y gas estatal de Colombia.

La Corporación logró un crecimiento significativo en producción y flujos de caja, con márgenes superiores al 79%, mientras sus programas de perforación para exploración y desarrollo continuaron aumentando las reservas a costos F&D líderes en la industria. Con más de 140 prospectos y *leads* de exploración identificados en sus 1.1 millones de acres netos de tierras de exploración conteniendo 2.6 TCF de media bruta de recursos prospectivos sin riesgo (Gaffney Cline & Asociados, abril 2018), la Corporación espera mantener un crecimiento robusto en producción y reservas por muchos años más.

Hechos a destacar del crecimiento de 2018 incluyeron:

- Las ventas contractuales realizadas de gas natural del cuarto trimestre de 2018 fueron de 119.3 MMscfpd, marcando el quinto aumento consecutivo trimestral en ventas contractuales realizadas de gas, y un aumento del 40% sobre las ventas de 85.2 MMscfpd del cuarto trimestre de 2017;
- Los ingresos netos de gas natural netos de costos de transporte aumentaron 42% a \$195.7 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2018 comparado con \$138.1 millones para el periodo comparable de 2017;
- Los fondos provenientes de operaciones aumentaron 62% a \$104.9 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2018 comparado con \$64.9 millones para el periodo comparable de 2017;
- Continuo éxito de perforación ha rendido una tasa histórica del 80% (12 de 15) de descubrimientos comerciales de gas de nuestros programas de exploración y 100% (8 de 8) en pozos de desarrollo de gas;
- Un 226% de reemplazo de reservas 1P y un 232% de reemplazo de reservas 2P;
- Un aumento del 16% en reservas 1P a 380 Bcf y un aumento del 11% en reservas 2P a 559 Bcf comparado con el 31 de diciembre de 2017;
- Un costo F&D 1P líder en la industria de \$0.55/Mcf y \$0.84/Mcf para periodos de uno y tres años terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente;
- Un costo F&D 2P líder en la industria de \$0.32/Mcf y \$0.57/Mcf para periodos de uno y tres años terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente;
- Logro de un coeficiente del reciclaje de retorno 1P líder en la industria de 7x y 4.8x para periodos de uno y tres años terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente;
- Logro de un coeficiente del reciclaje de retorno 2P líder en la industria de 12x and 7.1x para periodos de uno y tres años terminados el 31 de diciembre de 2018, respectivamente;
- Completado el refinanciamiento de la facilidad de crédito sindicado de \$305 millones de la Corporación en \$320 millones de notas senior no garantizadas a siete años, con un pago a la madurez, reduciendo eficientemente la tasa de interés y logrando una mayor flexibilidad operacional y financiera;
- Desinversión de la mayoría de los activos de crudo convencional de la Corporación en Ecuador y Colombia, convirtiéndonos en un jugador de gas enfocado en Colombia con poca o ninguna competencia; y
- Confirmación de la ventaja al alza de la media bruta de recursos prospectivos sin riesgo de 2.6 TCF en más de 145 prospectos y *leads* para futuras perforaciones de exploración.

Financieros	Tres meses terminados en			Año terminado en		
	Diciembre 31,			Diciembre 31,		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Ingresos totales por gas natural y crudo, netos de regalías y costos de transporte	50,727	39,781	28%	204,151	153,665	33%
Fondos provenientes de operaciones ⁽¹⁾	28,679	16,573	73%	104,914	64,896	62%
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.09	78%	0.59	0.37	59%
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.09	78%	0.59	0.37	59%
Pérdida neta	(16,272)	(150,343)	(89%)	(21,835)	(148,029)	(85%)
Por acción – básico (\$)	(0.09)	(0.85)	(89%)	(0.12)	(0.85)	(86%)
Por acción – diluido (\$)	(0.09)	(0.85)	(89%)	(0.12)	(0.85)	(86%)
EBITDAX ⁽¹⁾	33,440	29,857	12%	138,630	126,084	10%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	177,678	175,988	1%	177,184	175,180	1%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	178,977	177,881	1%	178,681	177,000	1%
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	37,701	41,652	(9%)	127,591	121,202	5%
				Dic 31,	Dic 31,	Cambio
				2018	2017	
Efectivo y equivalentes de efectivo				51,632	39,071	32%
Efectivo restringido				4,196	27,919	(85%)
Superávit de capital de trabajo				55,481	110,401	(50%)
Deuda total				388,222	340,858	14%
Activos totales				705,003	696,443	1%
Acciones ordinarias, final del período (000's)				177,462	176,109	1%
Operacionales	Tres meses terminados en			Año terminado en		
	Diciembre 31,			Diciembre 31,		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Producción de gas natural y crudo, antes de regalías						
Gas natural (Mcfpd)	116,616	83,043	40%	112,102	78,461	43%
Crudo Colombia (bopd)	488	1,825	(73%)	1,546	1,909	(19%)
Crudo tarifa Ecuador (bopd) ⁽²⁾	—	1,183	(100%)	139	1,406	(90%)
Total (boepd) ⁽²⁾	20,947	17,577	19%	21,352	17,080	25%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural (Mcfpd)	119,284	85,215	40%	113,261	80,513	41%
Crudo Colombia (bopd)	592	1,820	(67%)	1,581	1,915	(17%)
Crudo tarifa Ecuador (bopd) ⁽²⁾	—	1,183	(100%)	139	1,406	(90%)
Total (boepd) ⁽²⁾	21,519	17,953	20%	21,590	17,446	24%
Netbacks operacionales (\$/boe) ⁽¹⁾						
Gas natural (\$/Mcf)	3.92	3.56	10%	3.80	3.89	(2%)
Crudo Colombia (\$/bbl)	27.89	23.44	19%	31.18	19.05	64%
Crudo tarifa Ecuador (\$/bbl) ⁽²⁾	—	38.54	(100%)	38.54	38.54	—
Corporativo (\$/boe) ⁽²⁾	22.51	19.21	17%	22.27	19.96	12%

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(2) Incluye producción y ventas de crudo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

* * *

Este comunicado de prensa debe leerse conjuntamente con los estados financieros intermedios consolidados condesados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración. La Corporación ha presentado sus estados financieros consolidados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente para el año terminado el 31 de diciembre de 2018, de acuerdo a las autoridades canadienses de regulación de valores. Estas publicaciones están disponibles para su revisión en SEDAR en www.sedar.com.

Canacol es una empresa de exploración y producción con operaciones en Colombia. Las acciones ordinarias de la Corporación cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, la OTCQX en los Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, en la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y en la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Este comunicado de prensa contiene algunas declaraciones de resultados futuros dentro del significado de las Leyes y Regulaciones de Acciones. Las declaraciones de resultados futuros están frecuentemente caracterizadas por el uso de palabras como “plan”, “expectativa”, “proyecto”, “intención”, “creencia”, “anticipar”, “estimar” y otras palabras similares o afirmaciones donde ciertos eventos o condiciones “pueden” o “van a ocurrir”, incluyendo, sin limitación, declaraciones relacionadas a la estimación de las tasas de producción de las propiedades de la Corporación y a programas de trabajo planeados y líneas de tiempo asociadas. Las declaraciones de resultados futuros están basadas en las opiniones y estimaciones de la Gerencia en la fecha en la cual las afirmaciones son realizadas y están sujetas a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden causar que los eventos o resultados difieran materialmente de aquellos proyectados en las declaraciones de resultados futuros. La Corporación no puede asegurar que los resultados serán consistentes con las declaraciones de resultados futuros. Estos son realizados en la fecha mencionada, están sujetos a cambiar y la Corporación no asume ninguna obligación de revisarlos o actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, excepto a las exigidas por la ley. La información y orientación proporcionada en este documento sustituye y reemplaza cualquier información prospectiva en descripciones anteriores. Inversionistas prospecto no deberán confiarse en las declaraciones de resultados futuros. Estos factores incluyen los riesgos inherentes envueltos en la exploración y desarrollo de Crudo y propiedades de Gas Natural, las incertidumbres incluidas en la interpretación de resultados de perforación y otra información geológica y geofísica, precios de energía fluctuantes, la posibilidad del aumento de costos o costos no anticipados o demoras u otras incertidumbres asociadas con la industria del petróleo y gas. Otros factores de riesgo incluyen riesgos asociados a la negociación con gobiernos extranjeros así como con los relacionados a riesgo-país en la realización de actividades internacionales y otros factores, muchos de los cuales están más allá del control de la Corporación. Otros riesgos están descritos totalmente en el más reciente Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia (“MD&A”) y Forma Anual de Información de la Corporación, a los cuales se hace referencia en este comunicado y los cuales son radicados en www.superfinanciera.gov.co y www.sedar.com. Las figuras de producción promedio para un período determinado se derivan del promedio aritmético de la información de producción histórica y fluctuante para el período completo indicado, y, por consiguiente no representan una tasa constante de producción para ese período y no son un indicador del comportamiento futuro de la producción. La información detallada relacionada con la producción mensual en los campos operados por la Corporación en Colombia la brinda el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada en la página web del Ministerio; en la página web de la Corporación se encuentra un link directo a esta información. Los datos que hacen referencia a producción “neta” se refieren a la producción ajustada a la participación de la Corporación antes de regalías.

El uso de las Medidas Financieras que no están en las NIIF – Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el contrato de producción incremental para los campos de Libertador y Atacapi en Ecuador (“CPI de Ecuador”) conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías. Este comunicado también brinda información sobre los fondos ajustados provenientes de operaciones. Los fondos ajustados provenientes de operaciones son una medida no definida por las NIIF. Representan el efectivo proveído por las actividades operacionales antes de los cambios en el capital de trabajo no en efectivo y el desmantelamiento de los gastos de obligación e incluyen los intereses proporcionales de la Compañía de aquellos ítems que habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador de haber sido contabilizados bajo el método de consolidación proporcional de contabilidad. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. Para más detalles sobre como la Corporación

reconcilia el efectivo proveniente de actividades operacionales con los fondos ajustados provenientes de operaciones, favor referirse a la sección “Medidas que no están en las NIIF” del Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia de la Corporación. Adicionalmente, este comunicado hace referencia a las medidas de capital de trabajo, EBITDAX y ganancia operacional -“netback”-. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos todos los ítems distintos a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. El EBITDAX se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, participación en la pérdida/ganancia del “joint venture” y otros cargos no recurrentes o no monetarios similares. El EBITDAX consolidado es posteriormente ajustado para la contribución a los fondos ajustados provenientes de operaciones, antes de impuestos, de los resultados del CPI de Ecuador. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles equivalentes (“boe”) usando una conversión. La ganancia operacional es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

Netback Operacional es definido como ingresos menos regalías y gastos de producción y transporte.

Las ventas realizadas de gas contratado están definidas como gas producido y vendido más ingresos de gas recibidos por contratos de nominación take or pay.

Conversión boe: el término boe es utilizado en este comunicado de prensa. El término boe puede ser engañoso, particularmente si se utiliza en aislamiento. El ratio/razón de conversión de un boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de crudo equivalente, está basada en un método de conversión equivalente de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en la cabeza de pozo. En este comunicado de prensa, hemos expresado boe utilizando la conversión estándar colombiana de 5.7 Mcf: 1 bbl, requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Como el valor del ratio/razón entre el gas natural y el crudo está basado en los actuales precios del gas natural y del crudo es significativamente diferente de la equivalencia de energía de 5.7:1, utilizar una conversión basada en 5.7:1 puede ser errado como un indicador de valor.

“Reservas probadas” son aquellas reservas que pueden ser estimadas con un alto nivel de certeza de ser recuperables. Es posible que la cantidad efectiva recuperada exceda las reservas probadas estimadas.

“Reservas probables” son aquellas reservas adicionales que tienen un menor nivel de certeza de ser recuperadas que las reservas probadas. Es igualmente posible que la cantidad efectiva recuperada exceda o sea menor que la suma de las reservas probadas más probables estimadas.

“Reservas posibles” son aquellas reservas adicionales que tienen un menor nivel de certeza de ser recuperadas que las reservas probables. Es improbable que la cantidad efectiva recuperada exceda la suma de las reservas probables más las reservas posibles.

“1P” significa Total Probado

“2P” significa Total Probado + Probable

“3P” significa Total Probado + Probable + Posible

Ratio de reemplazo de Reservas 1P: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada.

Ratio de reemplazo de Reservas 2P: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada + Probable.

Los costos de descubrimiento y desarrollo por millón de pie cúbico (Mcf) representan los costos de exploración y desarrollo incurridos por Mcf de las reservas Totales Probadas + Probables adicionadas durante el año. La Corporación, analistas de la industria e inversionistas utilizan dichas métricas para medir la capacidad de la Corporación para establecer una tendencia a largo plazo de agregar reservas a un costo razonable.

El coeficiente del reciclaje de retorno es calculado dividiendo el netback de gas natural entre los costos F&D relacionados al gas natural.

El coeficiente del reciclaje de retorno fue calculado con base en el netback de gas natural para el año terminado el 31 de diciembre de 2018 de \$3.80/Mcf y el coeficiente del reciclaje de retorno fue calculado con base en el netback para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2018 de \$4.03/Mcf.

Para mayor información por favor contactar a:

Oficina de Relación con el Inversionista

+57.1.621.1747

Correo: IR@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>